

Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Исламов Р.А.¹, Андреев Е.Ю.¹, Волков М.Г.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Москва, Россия
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 10^{-15} м² требует от специалистов разработки новых подходов по расчету динамики показателей эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Должны учитываться неоднородные строение и распределение свойств пласта и перекрывающих интервалов неколектора, траектория горизонтального участка скважины, интервалы инициации трещин и дизайн гидравлического разрыва, утечки технологической жидкости в пласт, интерференция с соседними скважинами. Разработанные ранее численные методы не позволяют учесть все перечисленные факторы, требуется их доработка. В статье описан метод для проектирования системы заканчивания горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта. Метод учитывает распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта, дизайн гидравлического разрыва, утечки жидкости гидроразрыва в пласт, интерференцию трещин соседних скважин. Метод реализован в гидродинамическом симуляторе и опробован на фактических данных по скважинам, пробуренным в низкопроницаемом коллекторе.

Материалы и методы

Для решения задачи в работе предлагается:

- использование нейронной сети для выбора интервала инициации трещины гидравлического разрыва;
- расчет геометрии и распределения свойств каждой трещины в симуляторе гидроразрыва;
- согласование распределения утечек в гидродинамическом симуляторе и симуляторе гидроразрыва;

- в гидродинамическом симуляторе в зонах проникновения технологической жидкости использование коэффициента восстановления проницаемости.

Ключевые слова

горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, нейронная сеть, низкопроницаемый пласт, гидродинамическое моделирование, геомеханическое моделирование

Для цитирования

Исламов Р.А., Андреев Е.Ю., Волков М.Г. Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38

Поступила в редакцию: 04.04.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.3 | Original Paper

Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing

Islamov R.A.¹, Andreev E.Yu.¹, Volkov M.G.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“RN-Technology” LLC, Moscow, Russia
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Abstract

Oil production from low-permeability reservoirs with permeability less than 10^{-15} m² requires specialists to develop new approaches to calculate the performance of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Heterogeneous structure and distribution of reservoir properties and overlapping intervals of nonreservoir, trajectory of horizontal well section, intervals of fracture initiation and hydraulic fracture design, fluid leakage into the reservoir, interference with neighboring wells should be taken into account. Previously developed numerical methods do not allow to take into account all the above factors, their improvement is required. The article describes a method for designing a horizontal well completion system with multistage hydraulic fracturing. The method takes into account the distribution of filtration-capacitance and geomechanical properties of the formation, hydraulic fracture design, leakage of fracturing fluid into the formation, fracture interference of neighboring wells. The method is realized in a hydrodynamic simulator and tested on actual data from wells drilled in a low-permeability reservoir.

Materials and methods

To solve the problem, the paper proposes:

- using a neural network to select the hydraulic fracture initiation interval;
- calculation of geometry and distribution of properties of each fracture in the hydraulic fracture simulator;
- equalizing of leakage distribution in hydrodynamic simulator and

fracture simulator;

- use of permeability reduction factor in the hydrodynamic simulator in the zones of fluid penetration.

Keywords

horizontal well, hydraulic fracturing, neural network, low-permeability reservoir, hydrodynamic modeling, geomechanical modeling

For citation

Islamov R.A., Andreev E.Yu., Volkov M.G. Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 34–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38

Received: 04.04.2024

Введение

В настоящее время ведутся опытно-промышленные работы по выбору системы разработки низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью меньше 10^{-15} м². Высокую эффективность показала система с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) с ориентацией горизонтального участка поперек направления минимального горизонтального напряжения [1]. Длина горизонтального участка 1 200 м, количество стадий варьируется от 10 до 25. Спроектированы дизайны гидравлического разрыва пласта (ГРП), обеспечивающие высокую продуктивность скважин. Разработка ведется на упругом режиме. Анализ эксплуатации опытного участка показал, что при расстоянии между соседними скважинами более 400 м отсутствует интерференция. Для увеличения коэффициента охвата необходимо бурить уплотняющую скважину. При расстоянии менее 300 м наблюдается интерференция между скважинами: происходит резкий рост забойного давления и увеличение дебита нефти и жидкости в работающей скважине после проведения ГРП в новой скважине. Увеличение дебита объясняется повышением пластового давления за счет фильтрации технологической жидкости в пласт при проведении ГРП. Поставлена задача выбора оптимального с точки зрения экономической эффективности расстояния между соседними скважинами, количества стадий и интервалов расстановки портов ГРП для заданного дизайна гидроразрыва.

Необходимо разработать подход по расстановке портов ГРП для заданной траектории горизонтального ствола, оптимальный с точки зрения накопленной добычи нефти и дисконтированного потока наличности для новой и соседних скважин. Разработан и реализован метод, учитывающий распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта в районе бурения скважины, расположение трещин ГРП соседних скважин, утечки технологической жидкости при проведении ГРП. Метод позволяет оптимизировать систему заканчивания горизонтальной скважины с МГРП, обеспечивая максимальную экономическую эффективность добычи нефти.

Учет утечек технологической жидкости ГРП в гидродинамическом симуляторе

Выполненные ГРП с применением сшитого боратного геля на гуаровой основе на рассматриваемом объекте разработки показали низкую эффективность из-за низкой остаточной проводимости трещины и образования непроницаемой корки на стенках трещины. Это привело к необходимости создания новых и модификации существующих дизайнов ГРП с применением маловязких жидкостей [2]. Высокую эффективность показали гибридные дизайны с использованием больших объемов жидкости гидроразрыва (от 600 до 1 200 м³ на одну стадию). Проведенные исследования показали [2–6], что на снижение продуктивности скважин с ГРП основное влияние оказывают два фактора:

1. Низкое забойное давление при выводе скважины на режим, что приводит к разрушению и вдавливанию пропанта, выносу пропанта из трещины и снижению гидравлической связности между трещиной и скважиной [2, 5];
2. Влияние технологической жидкости ГРП на снижение остаточной проводимости

пропантной пачки, влияние утечек технологической жидкости в пласт на снижение проницаемости коллектора в зоне проникновения [3, 4, 6].

Влияние низкого забойного давления на снижение продуктивности скважины было минимизировано путем применения «сдающего» режима при выводе скважины на режим. Суть заключается в медленном снижении забойного давления в течение первых двух-трех месяцев после запуска скважины, с последующей эксплуатацией на рабочем давлении (40–50 атм.). Это позволяет минимизировать разрушение и вынос пропанта из трещин, продлить период стабильной работы скважины без перевода в режим автоматического повторного включения (АПВ) и достичь большей накопленной добычи нефти за время эксплуатации [2].

Влияние технологической жидкости на снижение продуктивности изучается в лабораториях путем проведения фильтрационных экспериментов. С целью определения координирующих свойств жидкостей ГРП в ООО «РН-БашНИПНефть» проведены лабораторные эксперименты для определения остаточной проводимости пропантной пачки и коэффициента восстановления проницаемости кернового материала, а также долгосрочные эксперименты по определению остаточной проводимости пропантной пачки под воздействием напряжения [6]. Согласно результатам лабораторных исследований, коэффициент восстановления проницаемости после фильтрации жидкости гидроразрыва через керн меняется от 0,15 до 0,87 в зависимости от проницаемости керна и рецептуры жидкости ГРП. Остаточная проводимость пропантной пачки меняется от 0,32 до 0,94 в зависимости от рецептуры жидкостей ГРП. Результаты экспериментов были использованы для проведения гидродинамических расчетов.

Для решения задачи учета утечек в гидродинамическом симуляторе необходимо:

- использовать в расчетах остаточную проводимость пропантной пачки, полученную по результатам лабораторных экспериментов;
- согласовывать распределение утечек в симуляторе гидроразрыва, полученных при расчете свойств трещины ГРП, и утечек, моделируемых в гидродинамическом симуляторе;
- в гидродинамическом симуляторе в зонах проникновения технологической жидкости использовать коэффициент

восстановления проницаемости, соответствующий лабораторным исследованиям.

В симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» [7] для моделирования утечек используются стационарная и динамическая модели. Коэффициенты утечек в стационарной модели определяются по результатам интерпретации мини-ГРП. Утечки жидкости рассчитываются по всей поверхности моделируемой трещины. При использовании динамической модели для расчета утечек необходимо определить коэффициенты фильтрации, коркообразования и пьезопроводности, зависящие от свойств породы пластового флюида и жидкости гидроразрыва. Коэффициенты можно рассчитать по данным кубов свойств в гидродинамической модели и результатам лабораторных исследований жидкости гидроразрыва. Для выполнения корректных расчетов утечек следует учесть, что неколлектор в гидродинамическом симуляторе по факту обладает фильтрационно-емкостными свойствами. Для расчета динамических утечек необходимо использовать кубы пористости и проницаемости, полученные по результатам поточечной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) без привязки к коллектору. Рассчитанные коэффициенты нормируются на интегральный коэффициент утечек, определенный по результатам интерпретации мини-ГРП.

После расчета параметров и свойств трещины ГРП в симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» карта свойств и объем утечек передаются в гидродинамический симулятор ПК «РН-КИМ» [8]. Метод учета влияния утечек на снижение продуктивности трещины ГРП и динамику обводненности включает:

- моделирование трещины ГРП методом измельчения, ячейки мельчатся до размера ширины трещины, рассчитанной в симуляторе гидроразрыва (ПК «РН-КИМ» позволяет выполнять гидродинамические расчеты на сетках с размером ячеек менее 1 мм);
- задание карт свойств трещины (пористость, проницаемость, ширина), которые привязываются к интервалу перфорации [9] (рис. 1а);
- моделирование на дату проведения ГРП закачки в трещину объема жидкости, равному рассчитанному в симуляторе гидроразрыва объему утечек, который фильтруется через стенки трещины в пласт (рис. 1б);
- в зоне проникновения фильтрата через

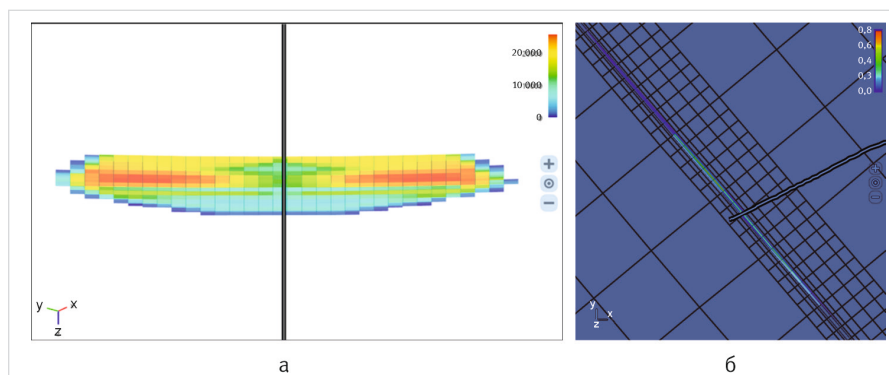


Рис. 1. Результаты моделирования трещины ГРП и утечек жидкости ГРП в гидродинамическом симуляторе: а — карта проводимости трещины, б — распределение технологической жидкости вблизи трещины после проведения ГРП
Fig. 1. Results of modeling hydraulic fracture and hydraulic fracturing fluid leaks in a hydrodynamic simulator: а — fracture conductivity map, б — distribution of fluid near the fracture after hydraulic fracturing

24 часа после окончания закачки задание понижающего множителя на проницаемость, равного коэффициенту восстановления проницаемости из лабораторных экспериментов.

Для оценки влияния утечек технологической жидкости при проведении ГРП и снижения проницаемости пласта в зоне проникновения выполнены гидродинамические расчеты:

- с учетом утечек и снижением проницаемости в зоне проникновения;
- с учетом утечек и без снижения проницаемости в зоне проникновения,
- без учета утечек;

Контроль работы скважины задан по дебиту жидкости. В качестве параметров для адаптации выбраны забойное давление и обводненность. Результаты расчетов представлены на рисунке 2 и таблице 1. Сравнение результатов расчетов позволяет сделать следующие выводы:

- учет утечек в гидродинамическом симуляторе позволяет корректно моделировать динамику обводненности новых скважин;
- задание коэффициента восстановления проницаемости позволяет корректно учитывать снижение продуктивности трещины ГРП.

Метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине

Выбор интервалов установки портов в горизонтальной скважине для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта является неоднозначной задачей. Существуют разные подходы, основанные

на результатах интерпретации кривых ГИС. Выбираются интервалы с максимальными фильтрационно-емкостными свойствами или интервалы с минимальным горизонтальным напряжением. Сделать оценку эффективности расстановки портов ГРП на этапе проектирования сложно. Задача усложняется в случае возможного пересечения траекторий трещин ГРП в соседних скважинах [1], т.к. необходим учет интерференции трещин и фильтрации технологической жидкости гидроразрыва в пласт.

Для увеличения эффективности расположения портов ГРП вдоль горизонтального ствола разработан и реализован метод, который учитывает неоднородность распределения свойств продуктивного пласта, дизайн ГРП и интерференцию трещин в соседних скважинах. Метод основан на применении нейронной сети «РН-КИМ.Нейросети» [10], которая была доработана для решения данной задачи. Метод включает:

- уточнение постоянно действующей геолого-гидродинамической модели по результатам интерпретации ГИС в пробуренной горизонтальной скважине;
- создание секторной гидродинамической модели, включающей пробуренную скважину и ближайшие скважины, с которыми возможна интерференция;
- создание в симуляторе гидроразрыва «РН-ГРИД» проекта графика закачки при проведении ГРП для расчета карт распределения свойств в трещинах;
- восстановление кубов геомеханических свойств по данным из кубов свойств в гидродинамической модели, расчет

геометрии и карт свойств трещины для каждой стадии ГРП;

- моделирование трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе осуществляется методом измельчения [11];
- учет утечек технологической жидкости при моделировании трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ»;
- запуск «РН-КИМ.Нейросети» для поиска интервалов размещения портов ГРП, обеспечивающих максимальную добычу нефти из всех скважин в секторной модели.

Апробация разработанного метода выполнена на участке залежи с низкопроницаемым глинизированным коллектором. Рядом с действующей скважиной XXX1 на расстоянии 230 м была пробурена скважина XXX2. Для обеспечения высокой продуктивности скважины был разработан большеобъемный дизайн ГРП на основе линейного геля, который обеспечивал закрепленную полудлину трещины более 200 м. Это гарантировало интерференцию трещин ГРП скважин XXX1 и XXX2, что наблюдалось в процессе и после проведения гидроразрыва пласта. Из постоянно действующей гидродинамической модели был вырезан сектор, который включал 2 скважины, выполнена адаптация на данные фактической эксплуатации скважин (расчетные и фактические значения накопленной добычи и продуктивности скважин отличались менее чем на 5%). В опорной наклонно-направленной скважине с расширенным комплексом ГИС и результатам интерпретации данных ГРП восстановлены зависимости для расчета геомеханических свойств пласта из кубов свойств гидродинамической модели [11]. В симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» создан проект фактического графика закачки при проведении ГРП для расчета карт распределения свойств трещин в скважине XXX2.

В «РН-КИМ.Нейросети» выполнены расчеты по двум вариантам:

1. Размещение 16 портов ГРП (равно фактическому количеству) с применением фактического графика закачки при проведении гидроразрыва;
2. Поиск оптимального количества стадий ГРП и размещение портов вдоль горизонтального ствола, что обеспечит максимальную добычу нефти и максимальный дисконтированный поток наличности (NPV).

Табл. 1. Сравнение средней абсолютной ошибки (MAPE) для гидродинамических расчетов с учетом и без учета утечек жидкости ГРП

Tab. 1. Comparison of mean absolute error (MAPE) for hydrodynamic calculations with and without hydraulic fracturing fluid leaks

Вариант	MAPE (забойное давление), %	MAPE (обводненность), %
с учетом утечек и снижением проницаемости	28	29
с учетом утечек без снижения проницаемости	45	38
без учета утечек	87	63

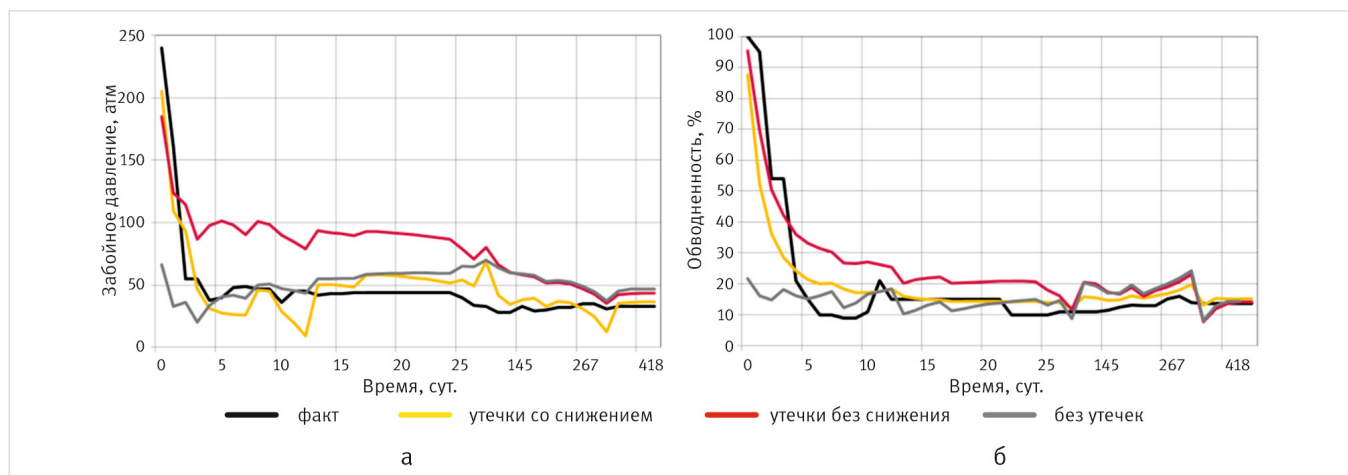


Рис. 2. Сравнение динамики показателей эксплуатации скважины с учетом и без учета утечек жидкости ГРП: а — динамика забойного давления, б — динамика обводненности

Fig. 2. Comparison of well performance with and without hydraulic fracturing fluid leaks: а — dynamics of bottomhole pressure, б — dynamics of water cut

Контроль работы скважин задавался по забойному давлению, равному среднему значению за фактический период эксплуатации. Трещины гидроразрыва в скважине ХХХ1 моделировались методом источников, параметры каждой трещины были уточнены в «РН-ГРИД» и на этапе адаптации секторной гидродинамической модели. Трещины гидроразрыва в скважине ХХХ2 моделировались методом измельчения с расчетом карт распределения свойств для каждой трещины в «РН-ГРИД» (рис. 3). Гидродинамические расчеты выполнялись на 5 лет. Сравнение результатов расчетов для вариантов 1 и 2 с базовым (фактическое размещение портов ГРП) представлено на рисунке 4 и в таблице 2.

По результатам расчетов сделаны выводы:

- применение разработанного метода при расстановке портов ГРП в скважине ХХХ2 позволило бы увеличить накопленную добычу нефти на 2,5 тыс. т и увеличить NPV на 28 млн руб. за 5 лет добычи;
- оптимальное количество портов ГРП в скважине ХХХ2 составляло 25 шт., применение такой компоновки позволило бы увеличить добычу нефти на 6,4 тыс. т и увеличить NPV на 30 млн руб. за 5 лет добычи, дальнейшее увеличение количества портов ГРП привело бы к снижению NPV;
- дополнительная добыча нефти в скважине ХХХ1 составила 96 тонн для случая фактического размещения портов в скважине ХХХ2, по анализу динамики фактического дебита дополнительная добыча нефти составила 107 тонн;
- разработанный метод можно рекомендовать для проведения опытно-промышленных испытаний.

Итоги

Решена задача учета утечек в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ». Это позволяет корректно учитывать снижение продуктивности скважины при фильтрации жидкости гидроразрыва в пласт, описывать динамику обводненности новой скважины с ГРП. В случае интерференции трещин ГРП соседних скважин можно оценить дополнительную добычу нефти за счет повышения давления при фильтрации технологической жидкости в пласт.

Реализован метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине, который

позволяет выбрать интервалы установки для заданного количества портов или подобрать оптимальное количество портов и интервалы их установки. По результатам расчетов для фактической скважины получены варианты оптимизации системы заканчивания, применение которых позволило бы увеличить накопленную добычу нефти и дисконтированный поток наличности.

Выводы

Разработан и реализован метод расстановки портов ГРП в горизонтальной скважине. Метод учитывает распределение фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств пласта, дизайн гидравлического разрыва, утечки жидкости гидроразрыва в пласт, интерференцию трещин соседних скважин. По результатам ретроспективных расчетов на фактической скважине сделан вывод об эффективности разработанного метода и даны рекомендации для проведения опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А. и др. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
2. Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А. и др. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 80–85.
3. Казаков Е.Г., Файзуллин И.Г., Шурунов А.В. и др. Нетрадиционный подход к стимуляции методом ГРП традиционного низкопроницаемого коллектора на примере опытного участка Южно-Приобского месторождения //

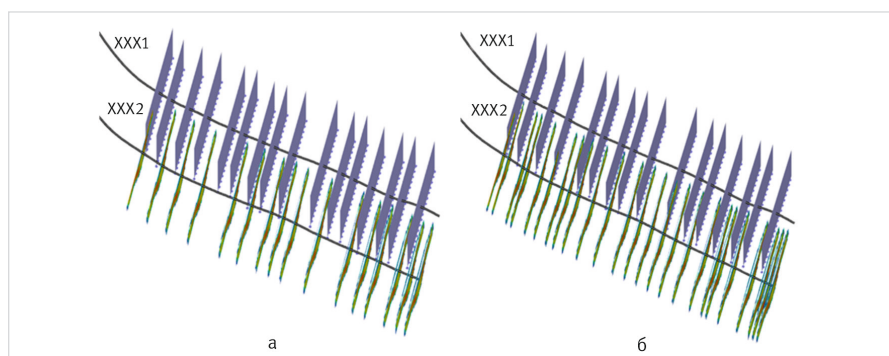


Рис. 3. Размещение портов ГРП в скважине ХХХ2: а — вариант размещения 16 портов, б — вариант размещения 25 портов

Fig. 3. Placement of hydraulic fracturing ports in well XXX2: а – option for placing 16 ports, б – option for placing 25 ports

Табл. 2. Сравнение технико-экономических показателей по вариантам 1 и 2 с базовым вариантом

Tab. 2. Comparison of technical and economic indicators for options 1 and 2 with the base option

Вариант	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	Прирост NPV, млн. руб.
1	2,5	28
2	6,4	30

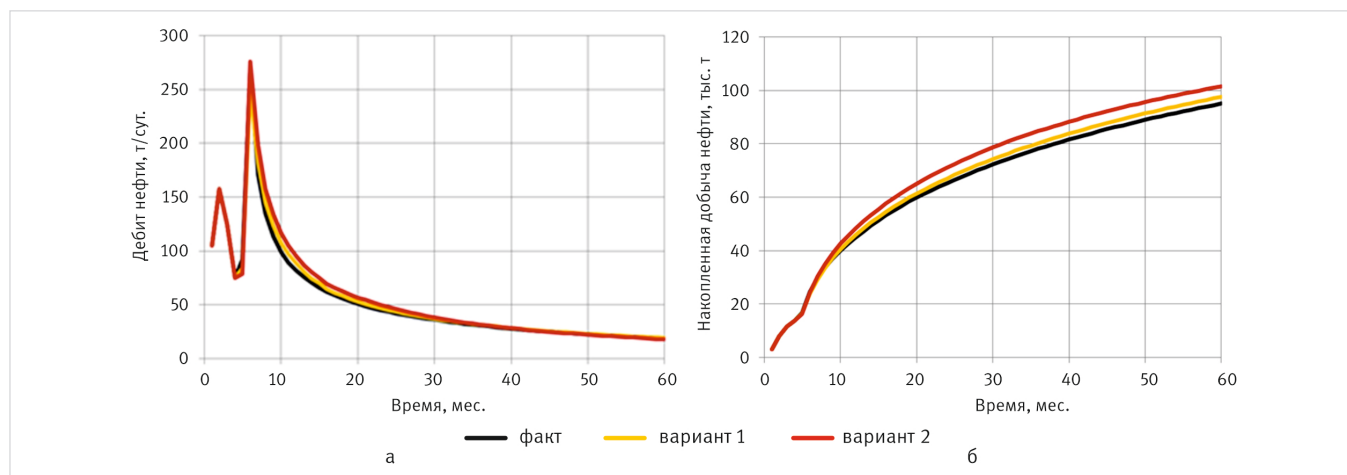


Рис. 4. Сравнение добычи при фактическом размещении портов с размещением по вариантам 1 и 2: а — дебит нефти, б — накопленная добыча нефти

Fig. 4. Comparison of production at the actual location of ports with placement according to options 1 and 2: а – oil rate, б – cumulative oil production

- Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 октября 2020, Москва. SPE-196964-RU.
4. Файзуллин И.Г., Метёлкин Д.В., Березовский Ю.С. и др. Актуальный подход к комплексированию инженерных решений стимуляции низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 октября 2020, Москва. SPE-202053-RU.
 5. Вайнштейн А.Л. Обоснование выбора параметров работы добывающей скважины при выводе на режим после гидроразрыва пласта для сохранения долгосрочной проводимости трещины // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022. № 7. С. 30–40.
 6. Садыков А.М., Сирбаев Р.И., Ерастов С.А. и др. Влияние жидкостей гидроразрыва пласта на остаточную проводимость пропантной пачки и фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 52–57.
 7. RN-GRID — симулятор гидроразрыва пласта нового поколения // Научное программное обеспечение для разведки и добычи: офиц. сайт разработчика ПО ООО «РН-БашНИПНефть» / ПАО «Нефтяная компания «Роснефть». URL: <https://rn.digital/rngrid>.
 8. Гидродинамический симулятор RN-KIM — программный комплекс гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Научное программное обеспечение для разведки и добычи: офиц. сайт разработчика ПО ООО «РН-БашНИПНефть» / ПАО «Нефтяная компания «Роснефть». URL: <https://rn.digital/rnkim>.
 9. Андреев Е.Ю., Волков М.Г., Исламов Р.А. и др. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 51–54.
 10. Чебкасов Д.С., Строканев К.С., Шарипов Т.Р. и др. О разработке нового инструмента оптимизации размещения добывающих скважин нерегулярным способом // Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 71–73.
 11. Волков М.Г., Исламов Р.А., Андреев Е.Ю. Экспресс-расчет параметров трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-KIM» // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 47–50.

ENGLISH

Results

The problem of accounting for leaks in the hydrodynamic simulator RN-KIM has been solved. This makes it possible to correctly take into account the decrease in well productivity when fracturing fluid is filtered into the formation, and to describe the dynamics of water cut in a new well with hydraulic fracturing. In the case of interference of hydraulic fractures of neighboring wells, it is possible to estimate additional oil production due to increased pressure during filtration of process fluid into the formation. A method for arranging hydraulic fracturing ports in a horizontal well has been implemented, which allows you to select installation intervals for a given number of ports or select the optimal number of ports and their installation intervals. Based on the calculation results for the actual well, options for optimizing the completion system were obtained, the use of

which would allow increasing cumulative oil production and discounted cash flow.

Conclusion

A method for placing hydraulic fracturing ports in a horizontal well has been developed and implemented. The method takes into account the distribution of filtration-capacitive and geomechanical properties of the formation, the design of hydraulic fracturing, leakage of hydraulic fracturing fluid into the formation, and interference of fractures in neighboring wells. Based on the results of retrospective calculations on an actual well, a conclusion was made about the effectiveness of the developed method and recommendations were given for conducting pilot tests.

References

1. Kapishev D.Yu., Rakhimov M.R., Mironenko A.A. et al. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
2. Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A. et al. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for bringing wells into operation in conditions of ultra-low-permeability reservoirs using the example of the Erginsky license area of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 80–85. (In Russ).
3. Kazakov E.G., Fayzullin I.G., Shurunov A.V. et al. Unconventional approach for fracturing stimulation in conventional low-permeability formation by the example of experimental part south Priobskoe field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019, SPE-196964-MS. (In Russ).
4. Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Yu.S., et al. An Up-To-Date approach to the integration of engineering solutions for stimulation of low-permeable reservoirs of the Achimov thickness. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202053-MS. (In Russ).
5. Vainshtein A.L. Flowback dynamics justification for the well after hydraulic fracturing to maintain long-term fracture conductivity. PRONEFT. Professionally about oil, 2022, issue 7, P. 30–40. (In Russ).
6. Sadykov A.M., Sirbaev R.I., Erastov S.A. et al. The influence of various hydraulic fracturing fluids on the residual conductivity of the proppant pack and the filtration properties of low-permeability reservoirs. Oil industry, 2023, issue 7, P. 52–57. (In Russ).
7. RN-GRID is new generation hydraulic fracturing software. Rosneft reservoir engineering software: official website of developer: “RN-BashNIPneft” LLC / Rosneft Oil Co PJSC. URL: <https://rn.digital/rngrid>. (In Russ).
8. RN-KIM – hydrodynamic modeling package for hydrocarbon deposits. Rosneft reservoir engineering software: official website of Developer: “RN-BashNIPneft” LLC / Rosneft Oil Co PJSC. URL: <https://rn.digital/rnkim>. (In Russ).
9. Andreev E.Yu., Volkov M.G., Islamov R.A. et al. Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 51–54. (In Russ).
10. Chebkasov D.S., Strokanev K.S., Sharipov T.R. et al. Development of a new tool to optimize the non-uniform placement of oil wells. Oil industry, 2023, issue 3, P. 71–73. (In Russ).
11. Volkov M.G., Islamov R.A., Andreev E.Yu. Express calculation of hydraulic fracture parameters in a hydrodynamic simulator “RN-KIM”. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 47–50. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Андреев Егор Юрьевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Andreev Egor Yurievich, chief specialist, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Волков Максим Григорьевич, д.т.н., генеральный директор ООО «РН-Технологии», Москва, Россия

Volkov Maxim Grigorievich, ph.d. of engineering sciences, general director, “RN-Technologies” LLC, Moscow, Russia